

Kapazitätskosten von Pumpspeicherkraftwerken auf dem Minutenreservemarkt

Lukas Hermwille

Pumpspeicherkraftwerke sind technisch gut für ein Angebot auf Regelenenergiemärkten geeignet. Die Vorhaltung von Regelleistung schränkt jedoch die Handlungsspielräume des Speicherbetreibers auf dem regulären Spotmarkt ein. Bisherige Berechnungsmethoden erlaubten es dem Speicherbetreiber nicht, Strategien für einen zweiten Markt zu entwickeln. Die Opportunitätskosten der eingeschränkten Angebotsflexibilität auf dem Spotmarkt bestimmen deswegen die Kapazitätskosten für Gebote auf Reservemärkten, woraus sich Konsequenzen für einen optimierten Speicherbetrieb ergeben.

Für Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken wächst mit dem Voranschreiten der Energiewende und wachsenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien die Herausforderung. Für die Optimierung des Kraftwerkfahrplans sind sie auf möglichst genaue Prognosen der Strompreise angewiesen, die wiederum in zunehmendem Maße von der Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien beeinflusst werden. Je höher die installierten Kapazitäten von Wind- und Solarenergie sind, desto stärker wirken sich Fehler in der Prognose der Sonneneinstrahlung oder der Windgeschwindigkeiten auf die residuale Nachfrage aus. Die residuale Nachfrage ist daher genau wie die Strompreise zunehmend schwieriger zu prognostizieren.

Gleichzeitig ergeben sich dadurch für Speicherbetreiber erweiterte Vermarktungschancen, denn auch für Netzbetreiber entstehen sich durch die erhöhte Prognoseunsicherheit zusätzliche Herausforderungen. Die Netzbetreiber müssen Reservekapazitäten vorhalten, um gegebenenfalls Differenzen zwischen Angebot und Nachfrage ausgleichen zu können. Diese Differenzen können sich ergeben, weil der Handel am regulären Strommarkt, dem Spotmarkt, mindestens 24 Stunden vor der tatsächlichen Lieferung auf Basis von Nachfrageprognosen abgewickelt wird [1]. Je größer die Prognoseunsicherheit ist, desto deutlicher können die Differenzen zwischen tatsächlicher und prognostizierter Nachfrage ausfallen, die mithilfe von Regelleistung ausgeglichen werden müssen. Pumpspeicherkraftwerke können hier einen wichtigen Beitrag leisten.

Bisher konzentriert sich die Literatur zu Bieterstrategien auf Reserveenergiemärkten auf thermische Kraftwerke [2]. Mit die-

sem Beitrag soll diese Lücke geschlossen werden. Nachfolgend werden zunächst der Spotmarkt und der Markt für Minutenreserve kurz dargestellt. Anschließend wird verdeutlicht, wie Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken, basierend auf dem von Lu et al. [3] entwickelten Algorithmus, ihren Betriebsfahrplan optimieren können. Kern dieser Darstellung ist ein daran anknüpfendes Kalkül zur Bestimmung der Kapazitätskosten, die dem Speicherbetreiber für die reine Vorhaltung von Kapazität für den Minutenreservemarkt entstehen.

Einsatz eines Pumpspeichers für den Spotmarkt

Ein typisches Pumpspeicherkraftwerk besteht aus zwei Wasserreservoirs auf unterschiedlichen Höhenniveaus, die über eine Pump- und eine Generatoreinheit miteinander verbunden sind. Energie kann hierbei in Form von Lageenergie gespeichert werden, wenn Wasser vom unteren in das obere Bassin gepumpt wird. Der Betreiber eines Pumpspeichers wird seine Anlage in Zeiten niedriger Strompreise im Pumpmodus betreiben und sein Reservoir füllen, um anschließend in Zeiten von Preisspitzen Strom zu verkaufen und zu erzeugen. Für die Umwandlung von Strom in Lageenergie und zurück in Strom wird jedoch Energie benötigt. Die Umwandlungseffizienz wird mit η bezeichnet, für sie gilt $0 < \eta < 1$. Um mit der Generatoreinheit 1 kWh Strom zu erzeugen, muss also zunächst mit einem Aufwand von $1/\eta$ kWh Wasser in den Speicher gepumpt werden.

Pumpspeicherkraftwerke sind darauf spezialisiert, Schwankungen zwischen Zeiten mit hohen und niedrigen Strompreisen zu nutzen. Wenn der Betreiber ausschließlich auf dem Spotmarkt agiert und dort sei-

nen Ertrag maximiert, ist entscheidend, bei welchen Preisen der Speicherbetreiber zwischen den Betriebsmodi pumpen, erzeugen und ruhen wechselt. Lu et al. schlagen zur Ermittlung dieser den Wechsel des Betriebsmodus' signalisierenden Grenzpreise einen Algorithmus zur zyklischen Optimierung vor, der im Folgenden als Basis der Analyse dient.

Es liegt auf der Hand, dass der Speicherbetreiber mindestens so viel Energie speichern muss, wie er erzeugt, um vor und nach dem Optimierungszyklus den selben Füllstand zu erlangen. Dafür sind die Effizienz der Umwandlung und das Verhältnis von Pump- (P_{PUMP}) und Erzeugungsleistung (P_{GEN}) der Anlage ausschlaggebend. Die Erzeugungsdauer (t_{GEN}) muss der Pumpdauer (t_{PUMP}) multipliziert mit der Umwandlungseffizienz und dem Verhältnis von Pump- und Erzeugungsleistung entsprechen. Es gilt:

$$(1) t_{GEN} = \eta \frac{P_{PUMP}}{P_{GEN}} t_{PUMP}.$$

Die Einsatzoptimierung des Speichers ist natürlich nur so gut, wie die Prognosen der stündlichen Strompreise im Optimierungszeitraum exakt sind. Je ungenauer die Prognose ist, desto größer ist das Risiko, die optimalen Grenzpreise ex-ante zu verfehlen und deswegen ex-post entweder in einigen Stunden nicht kostendeckend zu produzieren oder auf profitable Erzeugung verzichten zu müssen. Der Speicherbetreiber wird seinen Kraftwerksfahrplan also stets auf Basis der besten verfügbaren Preisprognosen erstellen. Da die Prognoseungenauigkeit unvermeidbar und für das Kalkül zudem nicht wesentlich ist, wird zur Vereinfachung davon ausgegangen, dass für jede Stunde des Optimierungszyklus,

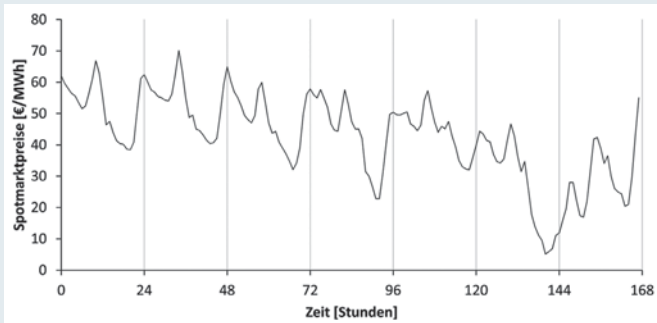


Abb. 1 Historische Spotmarktpreise vom 17.1.2012/ 8:00 Uhr bis 23.1.2012/ 8:00 Uhr

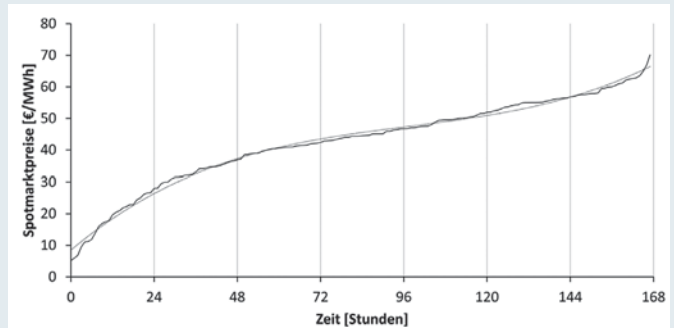


Abb. 2 Preisdauerlinie der Spotmarktpreise vom 17.1.2012/ 8:00 Uhr bis 23.1.2012/ 8:00 Uhr

hier eine Woche, ein exakter und auch ein treffender Marktpreis zur Verfügung steht. Die Stundenpreise des Spotmarkts (p_t^{spot}) für den Optimierungszeitraum $[0; T]$ werden ihrer Höhe nach sortiert und zu einer Preisdauerlinie zusammengestellt (vgl. Abb. 1 und 2) [4].

Um in der Stunde der höchsten Strompreise erzeugen zu können, muss der Betreiber wegen (1) in $\frac{1}{\eta} \frac{P_{GEN}}{P_{PUMP}}$ Stunden pumpen. Seinen Gewinn maximiert er dann, wenn er dafür innerhalb des Optimierungszyklus' die $\frac{1}{\eta} \frac{P_{GEN}}{P_{PUMP}}$ Stunden mit dem niedrigsten Spotmarktpreis nutzt. Entsprechend wird er für die Stunde mit dem zweithöchsten Strompreis innerhalb des Optimierungszeitraums die nächstgünstigen $\frac{1}{\eta} \frac{P_{GEN}}{P_{PUMP}}$ Stunden zum Füllen des Speichers nutzen. Auf diese Weise lässt sich für jede Erzeugungsstunde ein komplementärer Pumpzeitraum festlegen. Der Ertrag des Speicherbetreibers ist maximal, wenn das Einkommen aus der

letzten Erzeugungsstunde gerade den Kosten für die Pumparbeit entspricht, die für die Bereitstellung der gespeicherten Energie aufgewendet werden muss.

Lu et al. haben gezeigt, dass das Verhältnis der über den Betriebsmodus entscheiden Grenzpreise $g_{PUMP} = f(t_{PUMP})$ und $g_{GEN} = f(T - t_{GEN})$ mit $p_t^{spot} = f(t)$ als Funktion der Zeit bei optimalem Fahrplan dem Verhältnis von Pump- und Erzeugungslleistung multipliziert mit der Umwandlungseffizienz entspricht [5]:

$$(2) \quad \eta \frac{P_{PUMP}}{P_{GEN}} = \frac{g_{PUMP}}{g_{GEN}}.$$

Die optimalen Grenzpreise lassen sich nun ermitteln, indem der Erzeugungsmodus solange schrittweise ausgedehnt wird, bis die Optimalitätsbedingung (2) erfüllt ist. Ein Beispiel verdeutlicht das Vorgehen: Zugrunde liegt ein Kraftwerk, bei dem Pump- und Erzeugungsbetrieb mit derselben Anla-

ge gefahren werden und deshalb $P_{PUMP} = P_{GEN}$ gilt. Eine typische Umwandlungseffizienz ist $\eta = 0,7$. Die physikalischen Grenzen des Speichers werden annahmegemäß während des Optimierungszyklus nicht verletzt. Mit den Spotmarktpreisen der Woche vom 17.-23.1.2012 um jeweils 8:00 Uhr morgens ergeben sich durch die Anwendung des Algorithmus folgende Werte:

$$t_{PUMP} = 51h \quad g_{PUMP} = 38,45 \text{ €/MWh} \\ t_{GEN} = 35,7h \quad g_{GEN} = 55,01 \text{ €/MWh}$$

In Abb. 3 sind die jeweiligen Pump- und Erzeugungsstunden in der Preisdauerlinie farblich markiert. Das Verfahren lässt es nicht zu, das Anbieterverhalten für einen zweiten Markt gleichzeitig zu optimieren. Im Folgenden wird der Ansatz an genau dieser Stelle erweitert.

Der Markt für Minutenreserve

Reservekapazitäten müssen für Abweichungen in zwei Richtungen vorgehalten werden: Wenn die tatsächliche Nachfrage die prognostizierte Nachfrage übersteigt, wird zusätzliche Leistung, also positive Regelleistung, benötigt. Sie kann durch zusätzliche Kraftwerksleistung oder durch kurzfristiges Senken der Nachfrage einzelner Stromverbraucher bereitgestellt werden. Negative Regelleistung kann analog durch gesenkte Kraftwerksleistung oder gesteigerte Nachfrage bereitgestellt werden.

Der Markt für Reserveenergie ist in drei Segmente unterteilt, die sich hinsichtlich der Frist unterscheiden, binnen der die vorgehaltene Leistung abrufbar sein muss. Die Primärreserve muss bereits innerhalb von 5 Sekunden verfügbar sein. Für die Sekun-

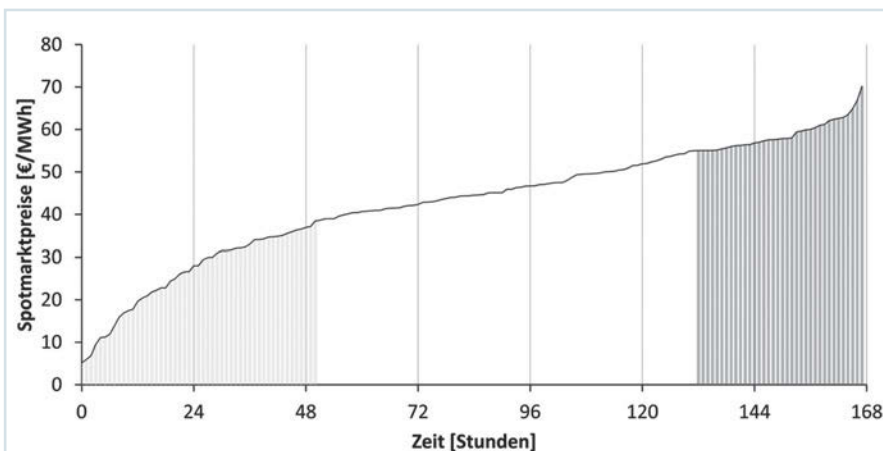


Abb. 3 Preisdauerlinie der Spotmarktpreise vom 17.1.2012/ 8:00 Uhr bis 23.1.2012/ 8:00 Uhr hellgrau: Pumpmodus; dunkelgrau: Erzeugungsmodus

därreserve gilt eine Abruffrist von 5 min und die Minutenreserve muss innerhalb von 15 min voll zur Verfügung stehen können [6].

Der Markt für Minutenreserve ist besonders relevant für den Ausgleich der Schwankungen erneuerbarer Energien, weil eine Veränderung der Einspeisung auch wegen der großen Anzahl kleinerer Anlagen in der Regel nicht so unvermittelt auftritt, dass sie über Primär- oder Sekundärreserve aufgefangen werden müsste. Im Folgenden wird deshalb der Markt für Minutenreserve betrachtet. Die Erkenntnisse lassen sich jedoch im Wesentlichen auch auf den Markt für Sekundärreserve übertragen.

Eine Besonderheit der Märkte für Sekundär- und Minutenreserve ist, dass Gebote zweiteilig eingereicht werden müssen. Der Anbieter muss in seinem Gebot sowohl einen Kapazitätspreis für die reine Vorhaltung der Reservekapazität als auch einen Arbeitspreis für die tatsächlich als abgerufene Reserve geleistete Arbeit ausweisen. Der Speicherbetreiber muss seine Angebote auf dem Spotmarkt und den Reservemärkten aufeinander abstimmen, denn eine Verpflichtung auf einem Reservemarkt schränkt die Flexibilität des Betreibers für Angebote auf dem Spotmarkt ein und umgekehrt.

Kapazitätskosten für Sekundär- und Minutenreserve

Die Produktion für den Spotmarkt lässt sich im selben Zeitraum nicht beliebig mit einem Engagement auf dem Minutenreservemarkt kombinieren. Positive Regelleistung kann

nur dann bereitgestellt werden, solange nicht mit voller Leistung Strom produziert wird und der Speicher nicht vollständig geleert ist. Negative Regelleistung ist dann bereitstellbar, wenn bisher nicht mit voller Leistung gepumpt wurde und noch Speicherkapazitäten frei sind. Nur im Ruhemodus können sowohl positive als auch negative Regelleistung in vollem Leistungsumfang angeboten werden, solange der Speicher weder vollständig entleert noch vollständig gefüllt ist. Die Vorhaltung von Reservekapazität schränkt im Pump- und Erzeugungsmodus die Flexibilität des Betreibers ein. Er verzichtet dann von vornherein auf Erträge auf dem Spotmarkt, es entstehen Opportunitätskosten.

Um positive Reserve anzubieten, muss der Speicherbetreiber unterhalb des oberen Grenzpreises ($p^{spot} < g_{GEN}$) deshalb keine Opportunitätskosten berücksichtigen. Oberhalb dieses Grenzpreises ($p^{spot}(t) > g_{GEN}$) fallen jedoch Opportunitätskosten an: Wenn der Speicherbetreiber Leistung vorhält, anstatt zu produzieren, entgehen ihm Gewinne in Höhe von $t \times L_{GEN} \times p_t^{spot}$. Gleichzeitig kann er auf $1/\eta \frac{P_{GEN}}{P_{PUMP}}$ Stunden Pumpmodus verzichten, solange der Speicher über eine ausreichende Füllung verfügt, um ggf. auch über eine volle Stunde Vollast zur Verfügung stellen zu können. Die Frage ist nun, in welchen Stunden und zu welchen Spotmarktpreisen der Betreiber auf den Pumpbetrieb verzichten wird.

Im Folgenden wird eine Strategie präsentiert, bei der die Kapazitätskosten jeweils auf Basis der in derselben Stunde gültigen Spotmarktpreise ermittelt werden. Dabei

wird für Erzeugungstunden, in denen $p^{spot}(t) > g_{GEN}$ gilt, jeweils der Spotmarktpreis der korrespondierenden Pumpstunde berücksichtigt. D. h., dass für die Kapazitätskosten der Stunde mit dem n -höchsten Spotmarktpreis die Stunde mit dem $[T - 1/\eta \frac{P_{GEN}}{P_{PUMP}} n]$ -niedrigsten Spotmarktpreisen als eingesparte Einspeicherkosten herangezogen werden.

Die Kosten für die Arbeit, die bei einem tatsächlichen Abruf der Regelleistung entstehen, kann der Speicherbetreiber über die Arbeitskomponente des Gebots auf dem Reserveenergiemarkt kompensieren. Es ist daher nicht notwendig, diese in der Kapazitätskomponente zu berücksichtigen. Es ergeben sich folgende Kapazitätskosten (C_K^+) für positive Reservevorhaltung:

$$(3) C_K^+(p^{SPOT}) = \begin{cases} 0 & \forall p^{SPOT}(t) < g_{GEN} \\ p^{SPOT}(t) - \eta \frac{P_{PUMP}}{P_{GEN}} f(T - \tau) & \forall p^{SPOT}(t) \geq g_{GEN} \end{cases}$$

mit $\tau = f^{-1}(p^{SPOT}(t))$.

Die Kapazitätskosten sind null, solange der Spotmarktpreis unter dem oberen Grenzpreis g_{GEN} liegt. Erst oberhalb dessen entstehen Kosten in Höhe der jeweiligen entgangenen Gewinne auf dem Spotmarkt: Beginnend mit der am wenigsten ertragreichen Kombination aus Pump- und Erzeugungstunde steigen die Kosten bis zu dem maximal möglichen Stundenenertrag innerhalb des Optimierungszeitraums (siehe Abb. 4).

Die Herleitung der Kapazitätskosten negativer Regelleistung erfolgt analog. Nur wenn der Speicher mit voller Leistung im Pumpmodus betrieben wird, kann keine negative Regelleistung angeboten werden. D. h., dass unterhalb eines unteren Grenzpreises (g_{PUMP}) keine Opportunitätskosten anfallen. Für $p^{spot} < g_{PUMP}$ gilt, dass für jede Stunde, in der negative Regelleistung vorgehalten wird, auf eine Stunde Erzeugungsbetrieb im profitablen Bereich verzichtet werden muss. Für die Kapazitätskosten negativer Regelleistung (C_K^-) gilt:

$$(4) C_K^-(p^{SPOT}) = \begin{cases} 0 & \forall p^{SPOT}(t) > g_{PUMP} \\ 1/\eta \frac{L_{GEN}}{L_{PUMP}} f(T - \tau) - p^{SPOT}(t) & \forall p^{SPOT}(t) \leq g_{PUMP} \end{cases}$$

mit $\tau = f^{-1}(p^{SPOT}(t))$.

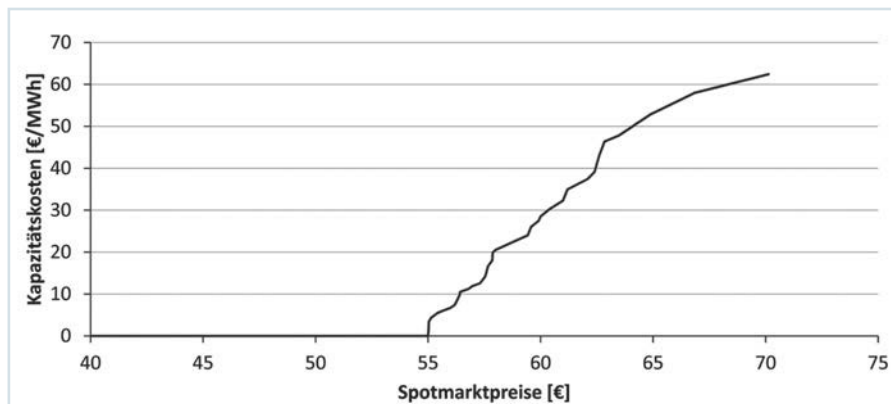


Abb. 4 Kapazitätskosten für positive Regelleistung in Abhängigkeit vom Spotmarktpreis vom 17.1.2012 / 8:00 Uhr bis 23.1.2012 / 8:00 Uhr
(Quelle Abbildungen: Darstellung des Autors auf Basis von Daten der EEX)

Anwendungsmöglichkeiten und -grenzen

Das dargelegte Verfahren erlaubt es dem Anbieter, über den Optimierungszyklus hinweg homogene Kosten bzw. Preise festzulegen. D. h., dass zu jedem Spotmarktpreis genau ein Kapazitätspreis existiert. Somit kann er die Kapazitätskomponente des Gebotes auf dem Minutenreservemarkt, die für die Auswahl als Reservekraftwerk maßgeblich ist, systematisch und kostenbasiert wählen. Die zweite Komponente, die Arbeitskosten, kann aufgrund der stochastischen Komponente des Abrufs der Reserve mit diesem Modell nicht erhoben werden.

Für die Anwendung in der Praxis sind einige Anpassung notwendig: Prinzipiell sind der Spotmarkt und der Markt für Minutenreserve kompatibel zueinander, da beide täglich ausgeschrieben werden. Im Gegensatz zum Spotmarkt, auf dem mit einer stündlichen Auflösung gehandelt wird, wird die Minutenreserve jedoch nur in Zeitscheiben von je vier Stunden ausgeschrieben. Die Berechnung von erwarteten Durchschnittspreisen für die jeweiligen Zeitscheiben könnte hier ein Lösungsansatz sein.

Der Algorithmus von Lu et al. wie auch die Erweiterung für den Minutenreservemarkt haben einen gemeinsamen Nachteil: Der Optimierungszyklus ist auf Preisprognosen angewiesen. Gleichzeitig wird der Betriebsfahrplan für den gesamten Optimierungszyklus fixiert. Selbst wenn neue, exaktere Prognosen zur Verfügung stehen, können diese während des laufenden Optimierungszyklus nicht mehr berücksichtigt werden.

Anmerkungen

[1] Zunächst sind die bilanzkreisverantwortlichen Händler dafür zuständig, Angebot und Nachfrage auszubalancieren. Die nicht vollständig vermeidbaren Defizite bzw. Überschüsse der unterschiedlichen Bilanzkreise gleichen sich zu einem Großteil gegenseitig aus. Nur physikalische Abweichungen des Gesamtsystems müssen durch Regelleistung ausgeglichen werden.

[2] Chao, H.-P.; Wilson, R.: Multi-dimensional procurement auctions for power reserves: Robust incentive-compatible scoring and settlement rules. In: Journal of Regulatory Economics, Volume 22, Issue 2, Norwell, 2002, S. 161–183; Müsgens, F.; Ockenfels, A.; Peek, M.: Economics and design of balancing power markets in Germany. In: Brandenburg University of Technology – Institute Power Engineering – Working Paper, Cottbus, 2011.

[3] Lu, N.; Chow, J. H.; Desrochers, A. A.: Pumped-Storage Hydro-Turbine Bidding Strategies in a Competitive Electricity Market. In: IEEE Transactions on Power Systems, Volume 19, Issue 2, New York, 2004, S. 834–841.

[4] Für die Länge des Optimierungszeitraums ist das Verhältnis von Kapazität und Leistung des Speichers maßgeblich. Für den Fall, dass während der Optimierung die physikalischen Grenzen verletzt werden, sehen Lu et al. in ihrem Algorithmus vor, dass der Optimierungszeitraum so weit verkürzt wird, bis die physikalischen Grenzen gewahrt bleiben. Da dieser Mechanismus zur Berechnung der Kapazitätskosten auf dem Minutenreservemarkt nicht relevant ist, nehmen wir zur Vereinfachung an, dass die obige Bedingung zu jedem Zeitpunkt erfüllt ist.

[5] Sie gehen dabei von fixen und vom Betriebsmodus unabhängigen Betriebs- und Wartungskosten aus. Abgesehen von Ausgaben für den Pumpstrom entstehen typischerweise keine weiteren, nennenswerten variablen Kosten.

[6] Verband der Netzbetreiber beim VDEW: Transmission Code 2007, Berlin, 2007, Anhänge D1-D3.

*L. Hermwille, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal
Lukas.Hermwille@wupperinst.org*